

电力市场效率评估与碳市场价格设计 ——基于电碳市场关联视角下的传导率估计

李 兴， 刘自敏， 杨 丹， 王道平

[摘要] 厘清并量化电力市场与碳市场间的关联关系，是深化电力市场改革与实现“双碳”目标的重要抓手。本文基于2006—2018年中国100个地级及以上城市的面板数据，使用似不相关回归模型评估了电力市场效率，在此基础上研究了电、碳市场关联条件下碳价对电价的传导率，并对不同场景下全国碳市场的碳价进行了优化设计。研究发现：①与非试点地区相比，碳市场试点地区中电力市场的无谓损失率更低，并且市场效率的提高具有更高的碳减排作用。②电、碳市场关联条件下，碳价对电力市场中居民电价的传导率高于对工业电价的传导率，但均远低于完全竞争条件下的传导率水平。③传导率的提升能够缓解“降电价”与“碳减排”之间的矛盾。当前传导率下电力市场效率目标与碳减排目标的协同实现需要碳价的大幅提升，而在完全传导的理想情况下最优碳价约为40元/吨。④长期而言，当前传导率下碳排放总量下降场景、经济增速放缓场景对应的最优碳价分别为255.05元/吨、173.63元/吨，而人口老龄化场景并未对最优碳价的设置形成约束。本文的研究不仅为电力市场与碳市场之间的关联奠定了理论基础，也为全国碳市场价格机制的优化设计提供了政策参考。

[关键词] 市场关联； 电力市场效率； 传导率； 全国碳市场； 碳价优化设计

[中图分类号]F426 **[文献标识码]**A **[文章编号]**1006-480X(2022)01-0132-19

一、问题提出

为应对全球气候变化威胁，《格拉斯哥气候公约》不仅增加了对煤电领域碳排放问题的关注，还强调了市场机制在碳减排中的作用，并通过多种举措进一步确保1.5℃控温目标的实现。作为碳排放大国，中国高度重视碳减排问题，党的十九大报告明确提出，要“建立健全绿色低碳循环发展的经济体系”“构建市场导向的绿色技术创新体系”。为落实减排承诺，中国政府通过一系列低碳政策的实施积极参与全球碳减排行动，并在第七十五届联合国大会一般性辩论上提出“二氧化碳排放力

[收稿日期] 2021-07-15

[基金项目] 国家社会科学基金一般项目“碳达峰碳中和目标下的电碳关联市场设计与资源配置机制创新研究”（批准号21BJL080）；重庆市社会科学规划重大项目“重大突发公共卫生事件下的重庆粮食能源安全研究”（批准号2020ZDJJ02）；重庆市社会科学规划英才计划项目“中国家庭能源贫困问题研究：监测、机制与治理”（批准号2021YC016）。

[作者简介] 李兴，上海财经大学财经研究所博士研究生；刘自敏，西南大学经济管理学院教授，博士生导师，经济学博士；杨丹，西南大学经济管理学院教授，博士生导师，管理学博士；王道平，上海财经大学财经研究所博士研究生。通讯作者：杨丹，电子邮箱：zncdyd@163.com。感谢匿名评审专家和编辑部的宝贵意见，当然文责自负。

争于2030年前达到峰值,努力争取2060年前实现碳中和”的目标(简称“双碳”目标)。为了保障“双碳”目标的有序推进,中国自2013年以来逐步建立起8个碳排放权交易市场试点(简称“碳市场试点”),并在2020年底颁布《碳排放权交易管理办法(试行)》《2019—2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(发电行业)》等文件,标志着全国碳市场正式启动。

电力行业是当前中国碳排放量占比最大的一个行业,是实现“双碳”目标需要重点关注的领域。电力行业是第一个纳入到全国统一碳市场中的行业,研究电力行业的碳排放问题对于其他行业具有很强的指导作用。电力行业碳排放占比较高的原因主要在于以下三个方面:①中国拥有全球最大的电力系统,2020年的煤电装机总量达10.8亿千瓦,超过其他国家的总和(Cui et al., 2021)。以火电为主的电力结构使得电力行业成为中国温室气体排放第一大户。②国外竞争市场中居民电价与工业电价之比平均为1.7(刘自敏等,2020),而中国以历史水平、社会稳定、居民承受能力以及行政机制等为核心的电价设计机制使得电力市场中的价格结构被扭曲(林伯强,2004)。中国的工业、商业电价分别比美国高31%、19%,而居民电价却比美国低50%,表明中国存在工商业电价长期补贴居民电价的交叉补贴问题。电力市场严重的交叉补贴情况进一步导致了包括碳排放加剧在内的多重效率损失(唐要家和杨健,2014)。③成熟的电、碳市场关联紧密,并且电价中包含了碳排放成本(Nelson et al., 2012; Jouvet and Solier, 2013)。相比之下,中国电力市场未能与碳市场实现有效关联,电力市场并未充分受到碳减排政策的约束。一方面,中国碳市场还处于试点阶段,政策措施并不完善,各项参数有待调整;另一方面,中国电力市场的价格主要由政府制定,市场化程度较低,价格信号无法完全反映对应的成本以及供需水平(林伯强和刘畅,2016)。

为缓解电力市场严重的交叉补贴状况,提高电力市场效率并助力“双碳”目标的顺利实现,中国电力市场改革逐渐进入深水区:2015年,国务院颁布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》指出,要改革电价形成机制与推进市场化进程;同年的中央经济工作会议也提出,要降低工业企业用能成本以及推进市场化改革。2017年的《政府工作报告》提出,要继续完成“三去一降一补”重要任务,其中,降低工商业电价是核心内容之一;同年7月,国家发展和改革委员会(简称“国家发展改革委”)宣布,要妥善处理价格市场中的交叉补贴问题,并确定了1万亿元的降成本任务和目标,其中,电价预计贡献1千亿元;同年11月,国家发展改革委发布的《关于全面深化价格机制改革的意见》明确指出,要“研究逐步缩小电力交叉补贴,完善居民电价政策”。随后,2018—2021年的《政府工作报告》均提出了工商业电价的下降目标。然而,一方面,居民电价的提高会导致较大的社会阻力(林伯强,2010),居民部门的电价改革难以在短期内一蹴而就;另一方面,工业与居民用电价格的错位使得降低工业电价的效果有限,并且随着工业电价下降空间的缩减,电力市场改革后续乏力。更重要的是,电力市场改革并没有与以碳市场为代表的节能减排政策很好地融合(郑新业和吴施美,2018),单纯降低工商业电价可能导致工商业用电数量增加,进而导致电力行业碳排放的增加,最终形成“降电价”与“碳减排”的两难困境(刘自敏等,2020)。

将能源产品市场与碳市场进行关联设计是当前能源规制与气候变化治理领域的前沿问题。在中国推动经济高质量发展、实现“双碳”目标的双重背景下,将电力市场与碳市场结合起来考虑,有助于协同实现电力市场中减少交叉补贴的效率目标与碳市场中碳减排的气候政策目标。对于电力市场,碳成本对电价的传导将对电力市场产生碳约束,能够倒逼电力结构优化以扭转电价长期扭曲的现象,有利于在减少交叉补贴、理顺市场关系的同时实现电力合理消费与节能减排的双重目标。对于碳市场,电力能源对传统能源的替代是中国彻底摆脱贫石能源依赖、实现碳中和目标的重要举

措之一。^①因此,通过将电力市场与碳市场进行关联考虑,可以使得碳市场通过价格传导机制为电价附加碳成本,从而对电力市场的碳排放形成管制,以更加高效地实现“双碳”目标。国家发展改革委在2021年发布的《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》提出,要重点围绕“双碳”目标深化“十四五”时期重点领域价格机制改革,并针对电价提出了“持续深化电价改革”以及“不断完善绿色电价政策”的能源价格改革目标,进一步释放了将电力市场改革与碳市场政策目标相关联的政策信号。而《2019—2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(发电行业)》的实施则是对电力市场与碳市场政策目标关联的有益尝试,也为本文针对电力市场与碳市场关联的研究奠定了政策基础。

本文基于2006—2018年中国100个地级市及以上城市的面板数据,利用似不相关回归模型,探讨了电力市场效率以及市场关联下碳价对电价的传导率,同时,通过反事实场景对全国碳市场的最优碳价进行设计。本文系统地分析与设计了电力市场改革与碳市场建设中的关键参数,并为两个或多个相互关联的市场价格联动机制设计提供了一定的方法论指导,为资源和能源类产品的优化配置提供理论框架与实证支持。本文的现实意义在于:一方面,可有效分析“降低一般工商业电价”政策对中国经济高质量发展的支撑效果,同时,也为中国诸多能源资源产品定价政策的参数优化及其导致的碳排放价格政策的制定提供重要的理论支持;另一方面,对传导率的研究为全国碳市场逐步纳入其他行业(如水泥、钢铁、石化、造纸、航空、化工、玻璃、冶炼等)提供了有益参照,为政府决策部门在碳市场与不同行业之间的价格联动机制设计提供可操作的政策选择。

本文的边际贡献包括以下三个方面:①测算并对比分析了碳市场试点地区与非碳市场试点(简称“非试点”)地区中电力市场的无谓损失率、目标无谓损失率下工业与居民电价优化策略及其导致的碳减排差异。既有文献对中国电力市场中的无谓损失率进行了测算,并针对目标无谓损失率进行了价格机制的优化设计(刘自敏等,2020)。在此基础上,本文进一步对碳市场试点地区与非试点地区中电力市场的无谓损失率以及价格结构优化所导致的碳减排效应进行了对比分析以及优化设计。②通过价格机制将电力市场与碳市场进行关联考虑,进一步估计了碳市场中碳价对工业以及居民电力用户用电价格传导率的差异。传统文献更多估计了碳价对电价的传导率(Nelson et al., 2012;Jouvet and Solier, 2013;Laing et al., 2014)。本文利用似不相关回归模型,分别估计了碳价对工业电价以及居民电价的传导率。这不仅有助于明晰交叉补贴的规模并推动中国电力市场价格改革,同时也有益于政府制定有效的碳减排政策。③在电力市场效率以及碳减排目标的双重约束下,本文不仅从短期视角出发,考察了传导率变化对碳市场试点地区以及全国碳市场最优碳价设计的影响,还从长期视角出发,考察了经济增速放缓、人口老龄化等场景下的最优碳价。

本文余下的结构安排如下:第二部分对市场关联以及传导率等相关主题进行文献综述;第三部分对电力市场中的交叉补贴现象进行理论分析,并通过将碳市场引入模型进行价格参数的理论分析;第四部分介绍了实证模型以及样本数据;第五部分测算并对比分析了碳市场试点地区与非试点地区中电力市场的无谓损失率、电价优化策略及其所具有的碳减排效应;第六部分测算了碳价对工业电价以及居民电价的传导率,并从短期和长期两个视角对全国碳市场的价格机制进行了优化设计;第七部分是结论与启示。

^① 参见全球能源互联网发展合作组织在2021年3月发布的《中国2060年前碳中和研究报告》,其中,“两个替代”包括能源开发上的“清洁替代”以及能源终端消费领域“电能替代”。

二、文献综述

电、碳市场关联对电力市场效率提升以及碳减排均具有非常重要的意义。既有文献主要从电、碳市场的关联与协调发展,碳价对电价的传导以及传导效应下的电、碳市场价格优化设计三个方面展开。

在电、碳市场关联与协调发展方面,国内外对电、碳市场的联动机制研究存在较大差距。国外对电、碳市场之间的关联关系研究较为深入,相关研究包括碳价与电价之间的非线性关联关系、不同竞争结构下发电厂的碳成本约束对电价的动态调整以及碳价对工业与家庭能源强度的影响及其机制等(Kim et al.,2010;Aatola et al.,2013;Ghaith and Epplin,2017)。Fabra and Reguant(2014)基于结构计量模型对西班牙碳市场与电力市场的关系分析发现,碳市场形成后传统发电技术的经济性逐步降低,既有的技术将被更清洁的技术取代。Ahamada and Kirat(2018)研究了碳排放价格对电价的非线性影响,发现德法两国存在国别差异。Laing et al.(2014)指出,碳减排政策对家庭电费的影响主要取决于三类因素,分别为免费发放配额方式与价格监管体系的关系、电力部门的能源结构和其他政策。随着气候变化与环境污染问题凸显,电力市场与碳市场之间的关系逐渐引起国内学者关注。侯建朝和史丹(2014)从电力产业链的角度,综合考虑发电、输配电、终端消费等环节活动对电力行业碳排放变化的影响。周亚敏和冯永晟(2017)利用城市数据探讨了电价改革与二氧化碳排放之间的关系,认为降电价的措施并不能缓解碳排放压力,必须理顺电价与碳价的关系,实现电价与碳价间的联动。刘自敏等(2017)分析了以减少交叉补贴为目的的工业电力降费措施和碳减排目标的两难冲突,认为可通过碳市场与电力市场的关联耦合共推电力行业低碳发展,并促进电力市场运行效率的提高。

有关碳价对电价传导效应的研究主要从理论模型构建和传导率估计两个方面展开。理论上,Nelson et al.(2012)对欧洲与澳大利亚碳市场中碳成本对电价的传导进行了回顾。Sijm et al.(2006)、Sijm et al.(2012)归纳了影响传导率的因素,包括供给函数是完全弹性、线性还是等弹性形式,以及需求函数是完全弹性或完全无弹性、线性还是等弹性形式等。进一步地,Gullì and Chernyav's'ka(2013)还考虑了其他特征,包括如不同时段(峰时与谷时)的载荷曲线、不同类型发电原料(如煤、天然气、水、核等)的进入顺序。特别地,Kim and Lim(2014)分析了像韩国、中国及日本这样的电价高度管制国家的价格传导问题,以及在此基础上的排放系统设计。Acworth et al.(2020)发展了一个在不同规制场景(如价格控制、投资规制与行政管制等)下理解碳交易市场与电力市场交互影响的概念框架。实证分析上,早期的研究大多基于欧盟国家的数据,Hintermann(2016)根据德国现货市场数据,将德国电力市场的碳排放成本传导到每小时的电价上,实现了短期成本转嫁,进而可以估计不同负荷周期的成本传导,为研究碳成本的转嫁提供了最有力的证据。Fabra and Reguant(2014)等对西班牙电力市场的排放成本转嫁率进行了量化,通过构建简化估计模型及结构估计模型,验证了碳成本对电价的完全传导。Jouvet and Solier(2013)研究了欧盟碳市场对电力市场的传导率,发现第一阶段碳价对电价的传导率为42%。Laing et al.(2014)进一步研究发现,在欧盟碳市场中电力部门的碳价传递率因国而异,最低的传递率为5%,最高的传递率为100%。而在其他典型区域,Nazifi(2016)研究了澳大利亚电力市场内碳价信号与电价之间的相互作用,发现碳成本确实会完全转嫁到批发电力现货价格上,从而导致消费者的电价上涨。Nelson et al.(2012)通过具体测算,发现澳大利亚的传导率处于17%—393%之间。Sijm et al.(2006)发现在完全竞争的市场条件下,碳成本对电价的传导率是100%,而真实的传导率取决于电力需求弹性以及碳成本。

已有文献还对传导效应下的电力市场价格优化与碳市场价格设计进行了研究。碳交易机制包含碳价、配额分配、准入门槛等,而碳价的设计是关键问题(范英,2018)。有效的能源定价必须包含正确的碳成本(Coady et al.,2018),并且需要将价格与排放量相结合才能实现效率与公平的双重目标(Boyce,2018)。Ganapati et al.(2020)基于印度电力行业及美国制造业的微观数据,从企业层面研究碳成本对电价的传导和影响。由于碳市场及电力市场交易等微观数据缺乏,国内主要从理论与模拟的角度进行碳价与电价的关联分析与价格设计。何崇恺和顾阿伦(2015)以电力部门为例,分析了碳成本传递的基本原理、影响因素及对中国碳市场的启示。何皎和叶泽(2019)通过构建古诺均衡模型分析了不同市场结构和电力市场需求特性情况下的碳成本传导率变化。Wang and Zhou(2017)分析了碳排放参数如何影响碳成本的传导并最终影响电价。姚昕和刘希颖(2010)测算了中国最优碳税的征收路径。陈诗一(2011)度量了中国38个工业两位数行业的二氧化碳边际成本。刘明磊等(2011)、崔连标等(2013)测算了全国省际层面二氧化碳影子价格或边际减排成本。

综上所述,国外文献对碳市场的价格机制设计、碳市场与电力市场之间的关联关系以及碳成本对电价的传导等问题的研究较为深入。而中国碳市场起步较晚,同时电力市场价格机制的设定更多地受政府管制的影响。因此,国内文献对中国碳市场、电力市场改革以及二者之间关系的讨论更多出现在理论层面。实证研究的难点体现在两个方面:一是在全球统一碳市场和强制性约束难以形成的条件下,不同国家与区域的次级碳市场的经验和参数难以供中国直接参考,在中国全国碳市场建设的关键阶段,需要建立符合中国国情的全国碳市场参数体系;二是如何平稳地从试点碳市场向全国碳市场过渡,以及如何对试点碳市场的碳价进行调整,是全国碳市场建设过程中的难题。

三、理论分析

基于以上研究背景,为了理顺电力市场与碳市场之间的关联机制,本部分通过理论模型的构建以及推导,分别对电力市场中的无谓损失率、电力市场与碳市场关联以及碳价对电力市场的传导进行理论分析。

1. 电力市场效率:电力交叉补贴的识别与无谓损失测度

中国电力市场交叉补贴形成的原因,主要是在以历史水平、社会稳定、居民承受能力以及行政机制等为核心的电价设计机制下,政府部门为方便居民用电而设置了低于成本的居民用电价格,同时通过工业部门的高用电价格来分担剩余成本。由于这种政府定价的能源价格管理体制并不能反映工业部门与居民部门的用电成本与偏好,因而中国电力市场的价格结构被扭曲,工业电价与居民电价错位,进而导致了“不公平”“低效率”等一系列问题。

通常情况下,工业部门用电的成本低于居民部门(刘自敏等,2020),工业部门用电价格理应小于居民部门用电价格。然而,从图1中可以看出,目前中国电力市场中居民部门的用电价格 p_h 低于工业部门的用电价格 p_i ,这种价格的错位形成了交叉补贴。由于不能充分获取中国电力市场中电力成本的相关信息(刘自敏等,2020),因此,为了刻画中国电力市场中交叉补贴的严重程度,本文借鉴Palmer(1991)的思路,对中国电力市场中的交叉补贴进行下限估计。具体而言,在居民电价不断上升以及工业电价不断下降这一动态过程中,工业与居民电价逐渐接近成本(此时居民电价 p_h 高于工业电价 p_i),交叉补贴也会逐渐减少至0,然而,由于难以获取工业与居民用电成本的信息,所以本文无法准确判断没有交叉补贴时工业电价与居民电价。但是,在居民电价上升与工业电价下降的动态过程中会出现 $p_h=p_i$ 的时刻,本文将此价格设定为 p_0 , p_0 价格水平下可以求得交叉补贴的下限。

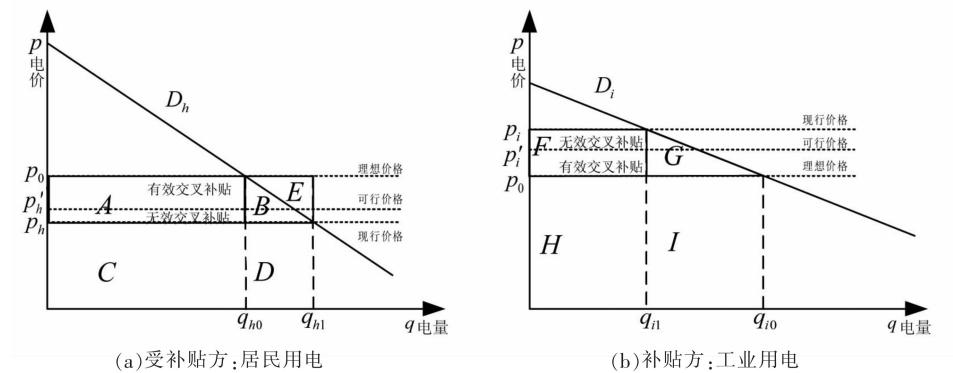


图1 居民与工业用电交叉补贴福利分析

图1中, D_h 、 D_i 分别表示居民部门与工业部门用电的需求曲线, p_h 表示居民现行的用电价格, 此时居民用电量为 q_{h1} , p_i 表示工业现行的用电价格, 此时工业用电量为 q_{i1} 。 p_0 为设定的无交叉补贴时的价格。根据价差法的定义, 居民部门单位用电量得到的补贴额为 $p_0 - p_h$, 因此得到的总补贴额为 $(p_0 - p_h) \times q_{h1}$ (即面积为 $A+B+E$ 的部分); 同理, 工业部门单位用电量付出的补贴额为 $p_i - p_0$, 因此付出的总补贴额为 $(p_i - p_0) \times q_{i1}$ (即面积为 F 的部分), 在将工业部门与居民部门视为一个整体的情况下, 居民部门得到的补贴等于工业部门付出的补贴, 即 $A+B+E=F$ 。本文将这一关系表示为:

$$(p_0 - p_h) \times q_{h1} = (p_i - p_0) \times q_{i1} \quad (1)$$

其中, 由于式(1)中用电的量价信息都是已知的, 只有 p_0 未知, 因此, p_0 可以表示为:

$$p_0 = \frac{p_h \times q_{h1} + p_i \times q_{i1}}{q_{h1} + q_{i1}} \quad (2)$$

另外, 在电力供给方收入中性的假设下, 居民部门用电价格从 p_h 上升至 p_0 后, 消费者剩余减少 $A+B$; 同理, 工业部门用电价格从 p_i 下降至 p_0 后, 消费者剩余增加 $F+G$, 因此, 社会总福利损失为 $(A+B)-(F+G)$ 。根据刘自敏等(2020)的设定, 中国电力市场交叉补贴无谓损失率可表示为:

$$\theta = \frac{DWL}{Cross_Sub} = \frac{E+G}{A+B+E} = \frac{E+G}{F} \quad (3)$$

在考虑交叉补贴的情况下, 中国电力市场的无谓损失率可以用价格弹性表示为:

$$\theta_2 = \frac{\sum (DWL_i + DWL_h)}{Cross_Sub} = -\left[\frac{\varepsilon_h \frac{(\Delta p_h)^2}{p_h} q_{h1} + \varepsilon_{hi} \frac{(\Delta p_i)^2}{p_i} q_{h1} + \varepsilon_i \frac{(\Delta p_i)^2}{p_i} q_{i1} + \varepsilon_{ih} \frac{(\Delta p_h)^2}{p_h} q_{i1}}{\Delta p_h q_{h1} + \Delta p_i q_{i1}} \right] \quad (4)$$

其中, $\Delta p_h = p_0 - p_h$, $\Delta p_i = p_i - p_0$; DWL_i 、 DWL_h 分别是工业侧、居民侧的价格扭曲造成的无谓损失, $Cross_Sub$ 表示交叉补贴额, ε_h 、 ε_i 分别表示居民、工业用户的自价格弹性, ε_{ih} 、 ε_{hi} 分别为工业用户、居民用户间的交叉价格弹性。在式(4)的基础上, 通过设定不同的目标无谓损失率即可求得达到目标无谓损失率所需的电价调整策略。^①

2. 电力市场与碳市场关联的理论分析

以燃煤发电为主的电力行业是中国二氧化碳排放的主要来源。据统计, 电力行业能源消费量占全国能源消费总量的 60%以上, 二氧化碳排放量占全国总排放量的 40%左右(Wang et al., 2017)。

^① 具体内容参见《中国工业经济》网站(<http://ciejournal.ajcass.org>)附件。

现阶段电价改革目标要求调整电价结构,电价调整必然会引起电力需求的变化。而现有技术水平下电力无法经济地大规模存储,电力供求必须保持实时平衡,用电侧的二氧化碳排放实际上也正是发电侧产生的二氧化碳,由此电力需求的变化也就导致电力生产行业碳排放量的变化。

降低交叉补贴的本质是让电价真实反映电力成本,主要调整方向就是降低工业电价、提高居民电价。目前为止,在国家降低工业用能成本的政策目标指引下,市场改革过多地侧重于降低工业终端用户的价格。如果单纯只考虑降电价,在价格机制作用下将有可能破坏减排目标,更会影响政府摆脱过度依赖重污染行业实现经济结构转型的目标。在电力市场与碳交易市场缺失或割裂的情况下,必然造成政府在提升电力资源配置效率与追求低碳发展目标之间的“两难冲突”。由于电力市场机制缺失而导致电价存在刚性,中国传统管制电价下的计划电量难以满足电力市场与碳减排目标的双重约束,而市场化交易电量的碳成本则可以通过价格传导至市场电价。

基于电力市场与碳市场协调发展的关系,电价与碳价之间存在传导效应。^① 在碳排放约束与工业电力降费的双重目标约束下,设定 p_h 与 p_i 是电价调整前的居民与工业用户电价, p_h' 与 p_i' 是减小交叉补贴下电价调整后的居民与工业用户纯电价, p_c 为碳价, ξ_h 与 ξ_i 为居民与工业用户的碳价传导率,此时,居民与工业用户各自的含碳总电价 p_{hc} 与 p_{ic} 为:

$$\begin{cases} p_{hc} = p_h + \Delta p_h + \xi_h p_c = p_h' + \xi_h p_c \\ p_{ic} = p_i - \Delta p_i + \xi_i p_c = p_i' + \xi_i p_c \end{cases} \quad (5)$$

对发电厂商而言,虽然在电力生产过程中并不区分工业用电和居民用电,工业电价和居民电价中都应包含碳成本,但是对于工业与居民用户而言,由于不同用户的需求弹性等特征不同,碳价的传导率 ξ_h 与 ξ_i 存在差异,最终传导至工业与居民消费者上的碳成本也存在差别。式(5)各变量的关系如图2所示。

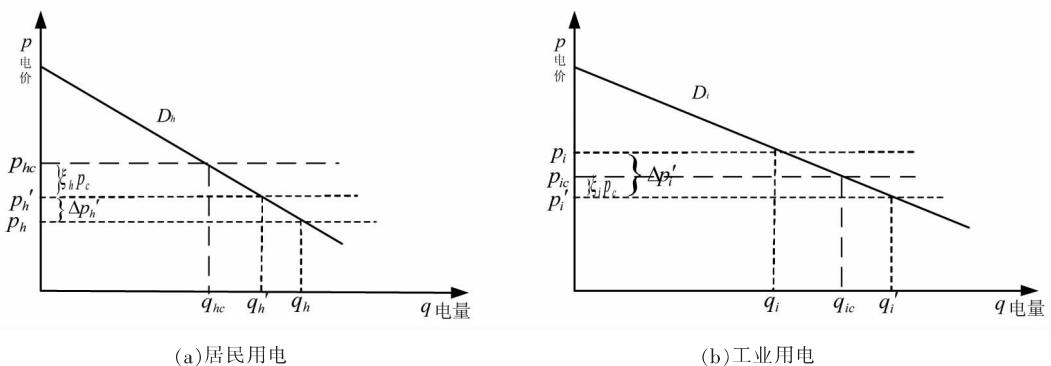


图2 关联关系下的含碳电价分析

碳成本无论是以碳税的形式,还是通过排放交易机制中的许可价格,最终都会反映在更高的电价上(Kim et al., 2010)。在供给方不变的情况下,居民用户较小的用电需求弹性导致了电价刚性,并且较少的替代品使得其难以转移到其他商品的消费上(Ghaith and Epplin, 2017);而工业电力用户的需求弹性更大,对电价的变动更加敏感,在电价大幅上涨的过程中可以使用原煤、石油等替代电力(Kim et al., 2010)。因此,面对同样的供给方的价格上涨,居民用户承担的价格转移比工

^① 具体内容参见《中国工业经济》网站(<http://ciejournal.ajcass.org>)附件。

业用户更多,因而传导率更高。因此,在图2中,对于居民用户,需求弹性较小,传导率较高;对于工业用户,需求弹性较大,传导率较低,存在 $\xi_h > \xi_i$ 。如图2(a)所示,对于居民用户而言,减小交叉补贴下的电力市场会提高居民电价 $\Delta p_h = p_h' - p_h$,而碳市场的排放目标会继续提高居民电价 $\xi_h p_c$,从而扩大了最终居民电价的提价幅度,引致最终的居民提价空间为 $\Delta p_h^{new} = p_h' - p_h + \xi_h p_c = \Delta p_h + \xi_h p_c$ 。同理,如图2(b)所示,对于工业用户而言,减小交叉补贴下的电力市场会降低电价 $\Delta p_i = p_i - p_i'$,而碳市场的排放目标会部分提高工业电价 $\xi_i p_c$,从而减少工业电价的降价空间,导致最终的工业降价空间为 $\Delta p_i^{new} = p_i - p_i' - \xi_i p_c = \Delta p_i - \xi_i p_c$ 。

比较碳市场与电力市场分割与关联关系下的交叉补贴减少幅度可知,关联关系下的交叉补贴减少幅度更大。^①从两个市场分割的情形看,两个市场中存在着碳市场减碳的目标与电力市场降电价以减少交叉补贴目标的冲突。在两个市场关联关系下,碳市场的减碳目标与电力市场减少交叉补贴的目标趋于一致,可以更好地实现碳市场与电力市场的协调发展。因此,优化与设计合理的电价和碳价可以有效实现两个市场的协调发展。

四、实证策略

1. 模型设定

为了求解式(4)中的无谓损失率,首先需要对电力市场的价格弹性进行估计。考虑到工业电力用户与居民电力用户之间可能会相互影响,本文对工业用户与居民用户进行电力需求价格弹性的系统估计。借鉴刘自敏等(2020)的方法,采用带有交互效应的似不相关回归模型对居民用电方程与工业用电方程进行系统估计,以消除二者残差项的相关性,得到更加精准、有效的估计系数。估计模型如下:^②

$$\begin{cases} \ln q_{hjt} = \alpha_1 + \beta_1 \ln p_{hjt} + \gamma_1 \ln p_{ijt} + \beta_1' \ln p_{hjt} \times Carbon_{jt} + \gamma_1' \ln p_{ijt} \times Carbon_{jt} + \phi_1 Z_{hjt} + \mu_j + v_t + \varepsilon_{hjt} \\ \ln q_{ijt} = \alpha_2 + \beta_2 \ln p_{ijt} + \gamma_2 \ln p_{hjt} + \beta_2' \ln p_{ijt} \times Carbon_{jt} + \gamma_2' \ln p_{hjt} \times Carbon_{jt} + \phi_2 Z_{ijt} + \mu_j + v_t + \varepsilon_{ijt} \end{cases} \quad (6)$$

其中,下标*i*、*h*分别表示工业与居民部门,*j*、*t*分别表示城市、年份。*q*、*p*分别表示用电量、用电价格。*Carbon_{jt}*表示城市*j*在第*t*年是否实施了碳市场试点政策,1表示实施了碳市场试点政策,0表示没有实施。*Z*表示控制变量,包括城市*j*的经济、天气变量以及工业部门*i*与居民部门*h*分别对应的控制变量。 β_1 与 β_2 分别为居民与工业部门的自价格弹性系数, γ_1 与 γ_2 分别为居民与工业部门的交叉价格弹性系数。 β_1' 与 β_2' 表示交互效应,分别表示居民与工业部门自价格弹性在碳市场试点地区与非试点地区的差异, γ_1' 与 γ_2' 分别表示居民与工业部门交叉价格弹性在碳市场试点地区与非试点地区的差异。 μ_j 表示城市固定效应, v_t 表示年份固定效应, ε 表示随机误差项。

另外,本文还对碳成本对电力市场价格的传导效应进行了估计。借鉴Sijm et al.(2006)、Fabra and Reguant(2014),利用碳市场价格数据以及电力市场价格数据,对中国碳市场中碳成本对电价的

^① 具体内容参见《中国工业经济》网站(<http://ciejournal.ajcass.org>)附件。

^② 需要说明的是,似不相关回归中的价格相对外生,正如郑新业等(2012)对美国、中国的阶梯水价,周亚敏和冯永晟(2017)对中国的阶梯电价研究所指出,中国集中式的资源与能源管理决策机制使得短期内基层(如市级层面)电价不随电力供求变化,成为相对外生的变量。而在本文的分析期内,电力价格的决策权主要在国家层面(如国家发展改革委等),更高层面制定的电力指导价格较之城市层面的电力使用量具有较强的外生性。

传导率进行了有效估计。由理论分析可知,鉴于碳成本对居民用户的传导率 ξ_h 与碳价对工业用户的传导率 ξ_i 存在差异,本文在 Pless and van Benthem(2019)的基础上,采用似不相关回归模型对 ξ_h 与 ξ_i 进行系统估计,估计方程如下:

$$\begin{cases} p_{hjt} = \alpha_1 + \xi_h p'_{ji} + \phi_1 Z_{hjt} + \beta_1 p_{hj(t-1)} + \mu_j + v_t + \varepsilon_{hjt} \\ p_{ijt} = \alpha_2 + \xi_i p'_{ji} + \phi_2 Z_{ijt} + \beta_2 p_{ij(t-1)} + \mu_j + v_t + \varepsilon_{ijt} \end{cases} \quad (7)$$

其中,下标*i*、*h*、*j*、*t*分别表示工业部门、居民部门、城市与年份。*p*、*p'*分别表示电价、碳价。*Z*表示控制变量,包括城市*j*的经济、天气变量以及工业部门*i*与居民部门*h*分别对应的控制变量。 ξ_h 、 ξ_i 分别表示碳价对居民部门、工业部门的传导率。 μ_j 表示城市固定效应, v_t 表示年份固定效应, ε 表示随机误差项。

2. 数据说明

由于本研究使用的电价数据来自中国价格信息网^①、各省份发展改革委网站,包含了2006年以来中国100个城市的工业与居民部门用电价格信息。因此,本文以此100个地级及以上城市为样本进行研究,研究的时间跨度为2006—2018年。100个样本城市中包含17个碳市场试点地区^②和83个非试点地区(如表1所示),每个省份均包含2~3个样本城市。

表1 样本城市分布

区域	城市数量	碳市场试点地区	比例(%)
东部	36	11	30.56
中部	30	5	16.67
西部	34	1	2.94
合计	100	17	17.00

本文使用的电价数据包含2006—2018年100个城市的工业用电和居民用电月度价格。由于缺乏月度层面的控制变量,本文对月度层面的电价数据进行年度层面上的平均。本文所使用的碳价数据来源于中国碳交易平台^③,对碳市场试点地区日度碳价数据进行年度层面的平均。本文的用电量数据包括工业用电量和居民用电量年度数据,其余控制变量包括城市层面的宏观经济变量,以及与工业部门、居民部门相关的变量,相关数据均来源于历年《中国城市统计年鉴》。城市的天气数据来源于中国气象数据网。本文将电价变量、用电量变量、碳价变量以及其他所有控制变量进行城市层面的匹配。各变量的描述性统计如表2所示。可以发现,工业部门用电量的平均值为111.85亿千瓦时,约是居民部门用电量的5倍。因此,在电力市场减少交叉补贴的改革中,若单纯降低工业电价,则可能导致工业用电量以及碳排放量的增加,从而初步证实了将电力市场与碳市场目标关联考虑的合理性。另外,较大的标准差也表明各区域工业与居民用电量存在较大差异,这为本文的研究提供了较充足的异质性。电价方面,工业电价高于居民电价,初步表明中国电力市场存在明显的交叉补贴。同时,无论工业电价还是居民电价,碳市场试点地区的电价均高于非试点地区。

① 中国价格信息网(<http://www.chinaprice.com.cn/>)。本文也将中国价格信息网中的电价数据与省市发展改革委及相关价格管理部分的调价公告进行了对比,证实了本研究汇总电力价格数据的真实性。

② 17个碳市场试点地区包括北京、上海、天津、重庆四个直辖市,以及湖北的武汉市、襄阳市、宜昌市、黄石市、荆门市,广东的广州市、深圳市、惠州市、汕头市,福建的福州市、厦门市、泉州市、三明市。

③ 中国碳交易平台(<http://www.tanjiaoyi.org.cn/k/index.html>)。

表 2

变量描述性统计

变量	观察值	平均值	标准差	最小值	最大值
工业用电(亿千瓦时)	1199	111.8500	141.5700	0.2197	1227.8000
居民用电(亿千瓦时)	1197	22.3500	32.4490	0.1184	239.9800
工业电价(元/千瓦时)	1300	0.7368	0.1113	0.4439	0.9300
碳市场试点地区工业电价(元/千瓦时)	221	0.7960	0.0904	0.5950	0.9300
非碳市场试点地区工业电价(元/千瓦时)	1079	0.7210	0.1113	0.4439	0.9100
居民电价(元/千瓦时)	1300	0.5241	0.0567	0.3600	0.7600
碳市场试点地区居民电价(元/千瓦时)	221	0.5587	0.0758	0.4450	0.7600
非碳市场试点地区居民电价(元/千瓦时)	1079	0.5166	0.0494	0.3600	0.6150
年末户籍人口(万人)	1233	545.2000	413.4100	43.3500	3404.0000
行政区域面积(百平方公里)	1229	166.3900	213.2900	8.4500	1939.7400
人口密度(人/平方公里)	944	500.3600	406.3300	4.7000	2648.0000
人均地区生产总值(百元/人)	1135	385.2800	345.8200	0.0140	4677.4900
平均气温(0.1°C)	1255	146.7000	49.3250	42.0000	254.0000
平均湿度(%)	1255	65.4150	10.6040	31.0000	85.0000
第二产业从业人员比重(%)	1232	45.9570	13.6300	7.5300	84.4000
第二产业产值占比(%)	1136	48.2390	10.2500	18.2700	85.6400
工业企业数(个)	1229	1864.0000	2329.0000	19.0000	18792.0000
工业总产值(亿元)	1043	4433.0000	5702.0000	20.1760	32445.0000
工业用水量(百万吨)	1220	188.6300	288.9600	1.0400	2562.3600
煤气工业用量(亿立方米)	1170	5.6588	17.8010	0.0000	195.9900
石油气工业用量(万吨)	1190	3.4029	8.7656	0.0000	77.1690
居民储蓄(亿元)	1216	2560.0000	3675.0000	80.2800	34019.0000
居民生活用水(百万吨)	1220	118.2400	184.2900	1.2600	1665.0000
煤气家庭用量(亿立方米)	1170	1.3644	3.1028	0.0001	62.1480
石油气家庭用量(万吨)	1187	3.1112	5.8694	0.0004	46.8500
在岗职工平均工资(万元/人)	1226	4.6282	2.1236	0.9236	14.9840

五、电力市场的效率评估

为了厘清碳市场试点对电力市场的影响,本部分在估计电力市场价格弹性的基础上,对碳市场试点地区与非试点地区中电力市场的无谓损失率进行了测算,并进一步分析了目标无谓损失率下电价的调整策略及其导致的碳排放量的变化。

1. 价格弹性估计

本部分使用似不相关回归模型估计了碳市场试点政策对工业与居民部门电力自价格弹性与交叉价格弹性的影响。表3报告了估计结果,其中,第(1)、(2)列控制了城市与年份的固定效应,第(3)、(4)列在此基础上进一步增加了城市经济、天气以及工业部门与居民部门对应的控制变量。从第(3)、(4)列的结果可以看出,碳市场试点政策的实施能够显著降低电力市场的价格弹性。^①另外,工业与居民部门的自价格弹性、交叉价格弹性都显著为负,与经济理论相符。值得注意的是,工业电力用户的自价格弹性高于居民电力用户,与周亚敏和冯永晟(2017)的结论一致。这一方面表明中国

^① 本文根据 Qian(2008)、钱雪松和方胜(2017)的思路进行了稳健性检验,具体结果参见《中国工业经济》网站(<http://ciejournal.ajeass.org>)附件。

目前工业的用电价格过高,需要适当降低,与电力市场改革的方向相符;另一方面,过高的自价格弹性系数也表明工商业电力用户用电价格的下降将导致更多的电量消耗以及碳排放,并最终导致电力市场效率提升与碳减排目标的冲突。

表 3

工业与居民部门电价弹性

变量	$\ln(q_i)$	$\ln(q_h)$	$\ln(q_i)$	$\ln(q_h)$
	(1)	(2)	(3)	(4)
$\ln(p_i) \times Carbon$	-0.3797*** (0.1347)	-0.3394*** (0.0977)	-0.2597** (0.1171)	-0.1088* (0.0580)
$\ln(p_h) \times Carbon$	-0.6205*** (0.2006)	-0.5408*** (0.1456)	-0.4379** (0.1746)	-0.1808** (0.0865)
$\ln(p_i)$	-0.0057 (0.0529)	-0.2097*** (0.0384)	-0.2056*** (0.0584)	-0.0726*** (0.0261)
$\ln(p_h)$	-0.3553*** (0.0865)	-0.1620*** (0.0627)	-0.2444*** (0.0849)	-0.1280*** (0.0423)
控制变量	未控制	未控制	控制	控制
城市固定效应	控制	控制	控制	控制
年份固定效应	控制	控制	控制	控制
常数项	-0.9184*** (0.2634)	-1.4165*** (0.1911)	-0.2160 (0.2656)	-0.6180*** (0.1193)
观察值	923	923	754	754
R ²	0.9549	0.9822	0.9610	0.9832

注:***、**、* 分别表示 1%、5%、10% 的显著水平,括号内为标准误。工业用电方程的控制变量包括城市宏观经济变量、天气变量以及与工业相关的控制变量;居民用电方程的控制变量包括城市宏观经济变量、天气变量以及与居民相关的控制变量。以下各表同。

2. 目标无谓损失率下的电价调整设计

本文在表 3 第(3)、(4)列报告结果的基础上计算了价格弹性及其对应的无谓损失率,包括碳市场试点地区工业与居民的自价格弹性与交叉价格弹性,以及非试点地区工业与居民的自价格弹性与交叉价格弹性。^① 进一步地,本文根据式(4)计算了碳市场试点地区以及非试点地区电力市场的无谓损失率。可以发现,碳市场试点地区电力市场的无谓损失率低于非试点地区的无谓损失率,即碳市场试点地区的电力市场效率高于非试点地区,从而初步证明碳市场试点对电力市场效率的促进作用。

在计算得出碳市场试点地区与非试点地区无谓损失率的基础上,本文通过工业与居民电价的优化调整以降低电力市场无谓损失率。理想状态下最优的电价机制设计可以使得交叉补贴无谓损失率 $\theta=0$,然而,现实中存在的多方阻力使得电价调整不能一蹴而就,因此,本部分旨在通过构建反事实场景以使电力市场达到相对较低的无谓损失率。交叉补贴要实现收入再分配、普遍服务等政策目标,需要付出一定的无谓损失(刘自敏等,2020),这与税收中讨论的公共资金使用的边际成本类似,因此,可以借鉴现有对税收边际成本的研究作为可接受的“有效”交叉补贴无谓损失率参考值。根据刘明(2009)的测算,电气水生产与供应业的公共资金边际成本为 1.191 元。因此,本文设定电力市场改革的目标无谓损失率 $\bar{\theta}_2=0.1910$ 。

^① 价格弹性的计算原理与结果参见《中国工业经济》网站(<http://ciejournal.ajcass.org>)附件。

电价调整方面,2019年《政府工作报告》要求继续降低工商业电价平均水平的10%;2020年《政府工作报告》要求继续降低工商业电价水平的5%。基于上述政策目标及电力市场的目标无谓损失率目标,本文主要设计了四种反事实场景进行电价优化设计的对比分析:①基准场景,即居民用电价格不变,仅调整工业电价;②对照场景,即工业用电价格不变,仅调整居民电价;③工业电价下降10%,同时居民电价进行调整;④工业电价下降14.50%^①,同时居民电价进行调整。表4展示了为了使电力市场无谓损失率降至既定目标,碳市场试点地区与非试点地区在四种电价优化场景中的价格变动幅度。表4的结果表明,无论碳市场试点地区还是非试点地区,仅通过降低工业电价而不提高居民电价的方式无法达到目标无谓损失率;另外,单纯调整居民电价而不调整工业电价虽然能够实现目标无谓损失率,却是以居民用电成本的大幅提高为代价,在电力市场实际的改革中并不可行(林伯强,2010)。以上结果表明,电力市场改革需要工业电价与居民电价共同调整才能实现电力市场效率的提高。在工业与居民电价共同调整的场景下,工业电价下降得越多,达到目标无谓损失率所需要居民电价提升的幅度就越小;在工业降价比例相同的情况下,碳市场试点地区居民电价的提升比例略高于非试点地区。

表4 居民与工业电价的优化设计

	无谓损失率	场景	工业电价 (元/千瓦时)	居民电价 (元/千瓦时)	工业降价比例(%)	居民提价比例(%)
碳市场	$\theta_2=0.7171$	现行平均价格	0.7988	0.5580		
	$\bar{\theta}_2=0.1910$	仅调整工业电价,居民电价不变		0.5580		不变
		仅调整居民电价,工业电价不变	0.7988	0.7836	不变	40.43
		工业电价降低10%,居民电价调整	0.7189	0.7677	10.00	37.58
		工业电价降低14.5%,居民电价调整	0.6830	0.6732	14.50	20.65
非碳市场	$\theta_2=0.8453$	现行平均价格	0.7364	0.5188		
	$\bar{\theta}_2=0.1910$	仅调整工业电价,居民电价不变		0.5188		不变
		仅调整居民电价,工业电价不变	0.7364	0.7717	不变	48.75
		工业电价降低10%,居民电价调整	0.6628	0.7235	10.00	39.46
		工业电价降低14.5%,居民电价调整	0.6296	0.5962	14.50	14.92

注: θ_2 表示样本期间碳市场试点地区与非试点地区的交叉补贴无谓损失率, $\bar{\theta}_2$ 表示目标交叉补贴无谓损失率。

为了分析电力市场效率提高对碳排放的影响,本文利用生态环境部应对气候变化司发布的《中国区域电网基准线排放因子》^②对四种反事实场景下电价调整导致的碳排放量变化进行了估算。表5的结果表明,随着电力市场改革逐步深化,电力市场效率的提升伴随着碳减排能力的削弱,体现了电力市场效率目标与碳减排目标的冲突,这不利于中国“双碳”目标的顺利实现。然而,通过对比碳市场试点地区与非试点地区电力市场改革在同一场景下的碳排放量变化可以发现,碳市场试点地区的电力市场改革过程中碳排放减少量远高于非试点地区,这为本文将碳市场试点与电力市场关联考虑提供了方向。而全国碳市场在电力行业的正式实施,也为本研究提供了政策基础。

① 2019年工商业电价下降10%的目标完全实现后,2020年工商业电价继续下降5%。

② 参见《中国工业经济》网站(<http://ciejournal.ajcass.org>)附件。

表 5

优化电价后的电量比例及碳排放量变化

	碳市场试点地区			非试点地区		
	工业(%)	居民(%)	碳排放量(万吨)	工业(%)	居民(%)	碳排放量(万吨)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
工业调整,居民不调整						
工业不调整,居民调整	-27.59	-7.33	-567.7973	-11.91	-6.24	-104.3685
工业下降 10%,居民调整	-20.99	-2.16	-414.9171	-7.59	-4.32	-66.9687
工业下降 14.5%,居民调整	-7.34	3.00	-126.3681	-0.67	-0.86	-6.5198

六、市场关联下碳价传导与全国碳市场价格设计

2021 年,全国碳市场(发电行业)首个履约期的运行,意味着电力市场中产生的碳排放已被正式纳入碳市场的监管目标中,电力生产过程中产生的碳成本,也会通过碳市场向电价进行传导。总体而言,电力市场价格机制的改革受到效率目标与碳减排目标的双重约束。为了研究电、碳市场关联下最优碳价的优化设计,本部分首先估计了碳市场中碳价对电力市场中工业用电价格以及居民用电价格的传导率,在此基础上分析了传导率变动对短期与长期视角下最优碳价的影响。

1. 碳价对电力市场价格传导率的估计

表 6 报告了碳市场中碳成本对电力市场中工业电价与居民电价传导效应的估计结果,其中,第(1)、(4)列未控制控制变量,第(2)、(5)列未控制年份固定效应,第(3)、(6)列同时控制了控制变量、城市固定效应与年份固定效应。从第(3)、(6)列可以看出,一方面,碳市场中碳价对工业电价的传导率为 6.27%,比对居民电价的传导率小 1.18%,并且对工业电价的传导率在 10% 的统计水平上显著,而对居民电价的传导率在 1% 的统计水平上显著。可能的原因是,工业电力用户较为集中,传输线路短,用电效率高,而居民电力用户的分布较为分散,传输距离长,用电效率相对较低,整个过程导致更加严重的碳排放,因此,总体上表现为碳市场中的碳价对居民电价的传导效应更加显著。另外,与国外碳价对电价的传导率(Sijm et al., 2006; Nelson et al., 2012; Jouvet and Solier, 2013)进行对比后可以发现,中国碳市场中碳价对工业电价与居民电价的传导率均小于世界平均水平,可能是由于中国的碳市场处于起步阶段,市场机制中的各项参数还没有完全发挥规制与调节作用;同时,电力市场的市场化改革刚刚起步,电价仍然不能完全反映供需水平,总体上表现为中国碳市场中碳价对工业电价与居民电价的传导率较低。

2. 不同场景下碳市场的价格机制设计

碳市场是中国实现“双碳”目标的重要手段之一。全国碳市场中价格参数的合理性不仅关系到中国的“双碳”目标能否顺利实现,其在电力行业的实施也关系到电力行业改革能否顺利完成。考虑到在全国碳市场成立前,北京、天津、重庆等碳市场试点地区的价格机制、运行方式完全不同,本文主要从国家层面对不同碳减排目标下全国碳市场的最优价格进行机制设计,以期通过对全国最优碳价的设定,在助力电力市场改革深化的同时,实现预期的碳减排目标。本文通过碳减排反事实场景的构建,求解出达到不同碳减排政策目标所需要的全国碳市场最优碳价。

短期看,在 2030 年前实现碳达峰目标的约束下,随着电、碳市场的不断完善与发展,碳价对电价的传导效应将逐渐释放。借鉴张希良等(2021)对中国碳市场发展的场景分析,碳市场中碳价对电力市场价格的传导可以划分为三个阶段:在第一阶段(2021—2022 年)中,碳市场仍然处于市场建设阶段,碳价对电价的传导能力不足。因此,本文将这一阶段的传导率维持在现有水平,即碳价对工业电价的传导率为 6.27%,对居民电价的传导率为 7.45%。在第二阶段(2023—2025 年)中,碳市场

表 6

市场关联下碳价对工业电价与居民电价的传导率

	工业电价			居民电价		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
碳价	0.2341*** (0.0361)	0.0685 (0.0422)	0.0627* (0.0369)	0.1588*** (0.0201)	0.0802*** (0.0232)	0.0745*** (0.0229)
控制变量	未控制	控制	控制	未控制	控制	控制
城市固定效应	控制	控制	控制	控制	控制	控制
年份固定效应	控制	未控制	控制	控制	未控制	控制
常数项	0.6357*** (0.0100)	1.1804*** (0.3375)	1.2655*** (0.2918)	0.5124*** (0.0056)	0.2740 (0.1716)	0.3938** (0.1678)
观察值	1300	765	765	1300	765	765
R ²	0.8540	0.8860	0.9098	0.9184	0.9567	0.9594

与电力市场的市场机制逐渐完善,碳价对电价的传导能力增强,但并未达到100%。结合文献关于碳价对电价传导率范围的界定(Sijm et al.,2006;Nelson et al.,2012;Laing et al.,2014),本文取平均值,即假设碳市场中碳价对工业与居民电价的传导率为50%。在第三阶段(2026—2030年)中,电力市场的碳减排目标逐渐深化,在严格的减排约束下碳价对电价的传导效应将逐步释放,并最终实现碳价对电价的完全传导。因此,本文将碳价对工业与居民电价的传导率设置为100%。^①

表7报告了7个碳市场试点地区以及全国碳市场在不同阶段的最优碳价。^②在试点阶段,除了北京、上海、湖北2018年碳市场试点平均价格高于历年平均值外,其余碳市场试点地区2018年的平均碳价均低于样本期间的平均水平。在第一阶段,由于碳价对工业电价与居民电价的传导率较低,为了实现电力市场效率目标以及碳减排目标,全国碳市场的最优碳价应至少为179.33元/吨,碳价需要在试点阶段7个碳市场试点地区平均碳价的基础上提高5.16倍。其中,天津、广东、重庆、深圳碳市场试点地区的碳价需要大幅提升,才能在传导率较低的情况下兼顾电力市场效率目标与碳减排目标。在第二阶段,随着碳市场的完善以及碳价对工业以及居民电价传导率的提升,全国碳市场的碳价仅需要在2018年平均碳价的基础上提高70.39%;而在碳价对工业与居民电价传导率均为100%的第三阶段,全国碳市场的碳价最低为39.31元/吨即可同时实现电力市场的效率提升目标以及碳减排目标。总体看,目前7个碳市场试点地区的碳价普遍较低。在碳市场试点向全国碳市场转变的过程中,碳市场试点的碳价应该普遍上调,以最终实现电力市场效率改革与2030年前碳达峰的目标。

在实现电力市场改革以及碳减排长期目标的过程中,人口老龄化加速以及经济增速放缓均是不能忽略的重要影响因素(于也雯和龚六堂,2021)。中国人口老龄化趋势以及经济高质量发展会对电能消耗以及碳排放水平产生影响(Shuai et al.,2017;Shi et al.,2018),并最终影响电、碳市场关联状态下最优碳价的确定。鉴于日本、韩国等国家的经济发展、人口以及碳排放路径可以为中国提供参考(Kim and Lim,2014;谭海鸣等,2016),为了研究人口老龄化以及经济增速放缓场景下最优碳价的设计,本文以日本2018年的碳排放总量、碳排放强度以及人均碳排放量为经验参考,探究在其他条件不变的情况下,人口老龄化、经济增速放缓对电、碳关联市场中最优碳价的影响。

表8第(1)、(2)列的结果表明,在其他条件不变以及目前较低传导率的情况下,碳排放总量场

① 由于完全传导已经是理想的状态,因此暂不考虑传导率超过100%的场景。

② 由于福建碳市场试点建立较晚,本文未将福建纳入反事实场景的分析。

表 7 碳市场试点地区价格优化调整分步走策略 单位:元/吨

	2018 年平均碳价	第一阶段 (2021—2022 年)		第二阶段 (2023—2025 年)		第三阶段 (2026—2030 年)	碳价调整
		(1)	(2)	(3)	(4)		
北京	57.6470 (51.6577)	254.0762 (340.74%)	84.3977 (46.40%)	71.0224 (23.20%)		适度上调	
天津	11.1682 (20.0689)	235.7806 (2011.18%)	41.7571 (273.89%)	26.4626 (136.95%)		大幅上调	
上海	35.8005 (28.0409)	361.8823 (910.83%)	80.2080 (124.04%)	58.0042 (62.02%)		大幅上调	
湖北	21.3317 (20.6310)	126.2994 (492.07%)	35.6267 (67.01%)	28.4792 (33.51%)		适度上调	
广东	14.1377 (28.6262)	236.5615 (1573.27%)	44.4285 (214.26%)	29.2831 (107.13%)		大幅上调	
重庆	14.2309 (18.2352)	254.2852 (1686.85%)	46.9227 (229.72%)	30.5768 (114.86%)		大幅上调	
深圳	14.6081 (28.6262)	308.1126 (2009.19%)	54.5791 (273.62%)	34.5936 (136.81%)		大幅上调	
全国	29.0730 (27.6513)	179.3349 (516.84%)	49.5364 (70.39%)	39.3047 (35.19%)		适度上调	

注:第(1)列中括号内表示样本期间的平均碳价,第(2)—(4)列括号内表示碳价变动比例。数据来源于“中国碳交易平台”。

景下的最优碳价为 255.05 元/吨,而在碳价对电价完全传导的理想条件下,最优碳价仅为 31.26 元/吨。碳强度场景下最优的碳价区间为 21.28 元/吨—173.63 元/吨。在人均碳排放场景下,由于中国人人口基数较大,人均碳排放量较小,无需进行碳价规制。

表 8 基于电价调整和碳目标的碳价机制设计 单位:元/吨

传导率	碳排放总量目标		碳排放强度目标		人均碳排放目标	
	碳成本	碳价	碳成本	碳价	碳成本	碳价
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
工业 6.27%,居民 7.45%	0.5625	255.0509	0.3829	173.6287	-0.4594	无需规制
工业 6.27%,居民 100%	0.3251	147.4120	0.2213	100.3524	-0.2655	无需规制
工业 100%,居民 7.45%	0.2762	125.2410	0.1880	85.2592	-0.2256	无需规制
工业 50%,居民 50%	0.2551	115.6646	0.1739	78.7399	-0.2084	无需规制
工业 100%,居民 100%	0.0689	31.2608	0.0470	21.2810	-0.0563	无需规制

七、结论与启示

在电力市场化改革以及“双碳”目标背景下,将电力市场与碳市场关联考虑不仅能深化电力市场的体制机制改革,还有助于碳减排目标的顺利实现。为了研究碳市场与电力市场之间的关联关系,本文基于 2006—2018 年中国 100 个地级及以上城市的面板数据,使用似不相关回归模型评估了电力市场效率、碳成本对工业电价以及居民电价的传导率,并对全国碳市场的碳价进行了优化设计。研究结果表明,碳市场试点地区中电力市场的无谓损失率更低,并且运行效率的提高更有利于碳减排。对传导率的分析可知,碳成本对居民电价的传导率高于对工业电价的传导率,同时,传导率的提高能够缓解“降电价”与“碳减排”之间的矛盾。在上述研究基础上,本文进一步分析了不同场景

下的最优碳价,发现在当前传导率下,碳排放总量下降场景、经济增速放缓场景对应的最优碳价分别为255.05元/吨、173.63元/吨,而人口老龄化场景并未对最优碳价的设置形成约束。本文的研究结论对于电力市场效率评估、电碳市场关联以及碳市场价格机制设计具有重要的政策启示:

(1)以《2019—2020年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(发电行业)》为基础,完善与发展电力市场、碳市场以及二者关联的制度建设,增强电力市场运行效率以及碳市场的激励作用。政府部门在电力市场改革的过程中需要颁布更多的相关政策与配套措施,以保障电力市场与碳市场运行机制、政策目标的紧密结合,通过碳市场助力电力市场改革。从2013年起,碳市场试点的设立降低了碳市场试点地区的无谓损失率,因此,碳市场试点地区的政府部门需要出台相关的政策及配套措施以促进电力市场与碳市场运行的相辅相成,并通过碳市场助力电力市场改革。另外,非试点地区的地方政府也需要学习碳市场试点地区的先进经验,并通过政府宏观调控、政策引导等方式尽快在全国碳市场的政策背景下实现电力市场与碳市场的有机结合,通过碳市场促进电力市场改革的效率提升。

(2)要充分考虑各地区经济发展水平、政策成本等现实因素,因地制宜、科学合理地制定符合自身情况的碳减排目标与电力市场效率提升目标。与非试点地区相比,碳市场试点地区的电力市场改革目标的达成需要付出居民提价幅度增加以及碳排放增加等更大的代价。各个地方政府需要根据当地的碳排放水平以及电力市场特征,结合宏观政策目标,因地制宜地为电力市场设定合理的价格调整区间,并对电力市场改革过程中潜在的风险进行充分管控。单纯考虑电力市场政策目标的前提下,在工商业电价均下降14.50%时,为达到0.1910的目标无谓损失率,碳市场试点地区中居民电价的提升幅度为20.65%,高出非试点地区居民电价提升幅度5.73个百分点。同时,电力市场的改革虽然提高了电力市场效率,但也降低了碳减排能力,容易形成“降电价”与碳减排的困境。因此,一方面,各地方政府需要根据自身的电力市场发展情况因地制宜地制定改革方案,设定合理的价格改革区间;另一方面,仅考虑电力市场改革目标会付出较大的碳排放成本,地方政府在电力市场改革的过程中也需要将碳排放目标纳入统一的框架中进行协同考虑。

(3)应对电、碳市场中政府调控与市场机制的作用边界进行清晰的界定,要正确处理政府在电碳市场中的角色定位,以使得政府与市场的作用相得益彰,最大程度发挥对电、碳市场的干预与促进作用。政府部门一方面需要通过设计合理的居民电价机制以引导居民电力用户合理用电,另一方面也需要深化电力市场的价格机制改革以及碳市场的市场机制建设。碳价对居民用电价格的传导效应更加显著,除了居民电力用户相对分散从而造成电力运输过程中碳排放增加的原因外,另一个原因则是部分居民电价不合理所导致的居民电力用户的不合理用电。因此,地方政府部门应妥善处理居民电价的优化问题,具体措施包括在保证居民电力用户基本用电需求的情况下,适当增加居民阶梯电价中超额用电需求的部分。中国碳市场对电力市场的传导率远低于国外,一方面说明中国电力市场目前的价格机制设计仍由政府部门主导,不能反映市场的供需;另一方面也说明中国碳市场仍然处于起步阶段,对碳排放的定价不能形成有效规制。因此,政府部门要深化电力市场改革,同时完善碳市场的市场机制建设。

(4)要依托“双碳”目标要求,在对碳市场试点地区运行经验进行总结与改进的基础上,加快全国碳市场的建设,提高碳价对电价的传导率,通过对全国碳市场价格机制的设计以同时实现电力市场改革目标以及碳市场的减排目标。中央政府应协调各个地方碳市场的运行与价格机制,使得全国碳市场的价格机制发挥更大作用,同时,地方政府也需要在政策制定的过程中更多地对电力市场与碳市场的政策目标进行协调与统筹,更加顺利地向全国碳市场转型。在同时满足电力市场工商业电

价下降 14.50% 以及碳市场中碳强度下降 65% 以实现碳达峰的情况下,全国碳市场的价格下限为 179.33 元/吨。而在碳市场与电力市场完全关联的情况下,全国碳市场平均碳价的下限为 39.30 元/吨。由于各个地方碳市场的运行机制、管理模式等均不相同,全国统一碳价几乎不可能实现,因此,需要中央政府对各个地方进行协调管理,使得各个地方碳市场相互配合,相互协调,最终实现全国碳市场的高效运行。全国碳市场中平均碳价的下限高于当前碳价水平,由于价格的调整不能一蹴而就,各地方政府也需要出台一系列产业政策以及转型措施以使地方电力市场及碳市场逐步适应碳价的上升。

从政府的角度看,他们往往无法充分掌握与企业内部电力成本相关的各项信息,因此,本文采用的电力市场交叉补贴下限估计具有较强的应用价值。但同时,本文也仅选取了某些典型场景估算了反事实场景下的最优碳价。后续研究可在最优外部规制方式与内部信息获取成本间的权衡设计等方向拓展,并结合模型的改进以更加精准地分析最优碳价。

[参考文献]

- [1]陈诗一. 边际减排成本与中国环境税改革[J]. 中国社会科学, 2011, (3):85–100.
- [2]崔连标, 范英, 朱磊, 毕清华, 张毅. 碳排放交易对实现我国“十二五”减排目标的成本节约效应研究[J]. 中国管理科学, 2013, (1):37–46.
- [3]范英. 中国碳市场顶层设计:政策目标与经济影响[J]. 环境经济研究, 2018, (1):1–7.
- [4]何崇恺, 顾阿伦. 碳成本传递原理、影响因素及对中国碳市场的启示——以电力部门为例[J]. 气候变化研究进展, 2015, (3):220–226.
- [5]何姣, 叶泽. 电力行业碳成本传导的基本原理及均衡模型[J]. 生态经济, 2019, (9):45–49.
- [6]侯建朝, 史丹. 中国电力行业碳排放变化的驱动因素研究[J]. 中国工业经济, 2014, (6):44–56.
- [7]林伯强. 电力短缺、短期措施与长期战略[J]. 经济研究, 2004, (3):28–36.
- [8]林伯强. 争议阶梯电价[J]. 中国电力企业管理, 2010, (27):20–22.
- [9]林伯强, 刘畅. 中国能源补贴改革与有效能源补贴[J]. 中国社会科学, 2016, (10):52–71.
- [10]刘明. 中国公共资金边际成本估量与分析[J]. 财经论丛, 2009, (6):31–38.
- [11]刘明磊, 朱磊, 范英. 我国省级碳排放绩效评价及边际减排成本估计:基于非参数距离函数方法[J]. 中国软科学, 2011, (3):106–114.
- [12]刘自敏, 杨丹, 冯永晟. 递增阶梯定价政策评价与优化设计——基于充分统计量方法[J]. 经济研究, 2017, (3):181–194.
- [13]刘自敏, 朱朋虎, 杨丹, 冯永晟. 交叉补贴、工业电力降费与碳价格机制设计[J]. 经济学(季刊), 2020, (2):709–730.
- [14]钱雪松, 方胜. 担保物权制度改革影响了民营企业负债融资吗?——来自中国《物权法》自然实验的经验证据[J]. 经济研究, 2017, (5):146–160.
- [15]谭海鸣, 姚余栋, 郭树强, 宁辰. 老龄化、人口迁移、金融杠杆与经济长周期[J]. 经济研究, 2016, (2):69–81.
- [16]唐要家, 杨健. 销售电价隐性补贴及改革的经济影响研究[J]. 中国工业经济, 2014, (12):5–17.
- [17]姚昕, 刘希颖. 基于增长视角的中国最优碳税研究[J]. 经济研究, 2010, (11):48–58.
- [18]于也雯, 龚六堂. 生育政策、生育率与家庭养老[J]. 中国工业经济, 2021, (5):38–56.
- [19]张希良, 张达, 余润心. 中国特色全国碳市场设计理论与实践[J]. 管理世界, 2021, (8):80–95.
- [20]郑新业, 李芳华, 李夕璐, 郭琎. 水价提升是有效的政策工具吗[J]. 管理世界, 2012, (4):47–59.
- [21]郑新业, 吴施美. 电改中的监管能力建设:必要性和举措[J]. 价格理论与实践, 2018, (1):10–14.
- [22]周亚敏, 冯永晟. 中国的电价改革与二氧化碳排放——来自市级层面的实证研究与政策启示[J]. 城市与环境研究, 2017, (1):85–99.

- [23]Aatola, P., M. Ollikainen, and A. Toppinen. Impact of the Carbon Price on the Integrating European Electricity Market[J]. *Energy Policy*, 2013,61:1236–1251.
- [24]Acworth,W., M. M. de Oca, A. Boute, C. Piantieri, and F. C. Matthes. Emissions Trading in Regulated Electricity Markets[J]. *Climate Policy*, 2020,20(1):60–70.
- [25]Ahamada, I.,and D. Kirat. Non-linear Pass-Through of the CO₂ Emission-Allowance Price onto Wholesale Electricity Prices[J]. *Environmental Modeling & Assessment*, 2018,23(5):497–510.
- [26]Boyce, J. K. Carbon Pricing:Effectiveness and Equity[J]. *Ecological Economics*, 2018,150:52–61.
- [27]Coady, D., I. W. H. Parry, and B. Shang. Energy Price Reform:Lessons for Policymakers [J]. *Review of Environmental Economics and Policy*, 2018,12(2):197–219.
- [28]Cui,R. Y., N. Hultman, D. Cui, H. McJeon, S. Yu, M. R. Edwards, A. Sen, K. Song, C. Bowman, L. Clarke, J. Kang, J. Lou, F. Yang, J. Yuan,W. Zhang, and M. Zhu. A Plant-by-Plant Strategy for High-Ambition Coal Power Phaseout in China[J]. *Nature Communications*, 2021,12(1):1–10.
- [29]Fabra, N., and M. Reguant. Pass-Through of Emissions Costs in Electricity Markets [J]. *American Economic Review*, 2014,104(1):2872–2899.
- [30]Ganapati, S., J. S. Shapiro, and R. Walker. Energy Cost Pass-Through in U.S. Manufacturing:Estimates and Implications for Carbon Taxes[J]. *American Economic Journal:Applied Economics*, 2020,12(2):303–342.
- [31]Ghaith, A. F., and F. M. Epplin. Consequences of a Carbon Tax on Household Electricity Use and Cost, Carbon Emissions, and Economics of Household Solar and Wind[J]. *Energy Economics*, 2017,67:159–168.
- [32]Gulli,F.,and L. Chernyav'ska. Theory and Empirical Evidence for Carbon Cost Pass-Through to Energy Prices[J]. *Annual Review of Resource Economics*, 2013,5(1):349–367.
- [33]Hintermann,B. Pass-Through of CO₂ Emission Costs to Hourly Electricity Prices in Germany [J]. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 2016,3(4):857–891.
- [34]Jouvet, P. A., and B. Solier. An Overview of CO₂ Cost Pass-Through to Electricity Prices in Europe[J]. *Energy Policy*, 2013,61:1370–1376.
- [35]Kim, W., D. Chattopadhyay, and J. Park. Impact of Carbon Cost on Wholesale Electricity Price: A Note on Price Pass-Through Issues[J]. *Energy*, 2010,35(8):3441–3448.
- [36]Kim,Y. G.,and J. S. Lim. An Emissions Trading Scheme Design for Power Industries Facing Price Regulation[J]. *Energy Policy*, 2014,75:84–90.
- [37]Laing, T., M. Sato, M. Grubb, and C. Comberti. The Effects and Side-Effects of the EU Emissions Trading Scheme[J]. *Wiley Interdisciplinary Reviews:Climate Change*, 2014,5(4):509–519.
- [38]Nazifi, F. The Pass-Through Rates of Carbon Costs on to Electricity Prices within the Australian National Electricity Market[J]. *Environmental Economics and Policy Studies*, 2016,18(1):41–62.
- [39]Nelson, T., S. Kelley, and F. Orton. A Literature Review of Economic Studies on Carbon Pricing and Australian Wholesale Electricity Markets[J]. *Energy Policy*, 2012,49:217–224.
- [40]Palmer, K. Using an Upper Bound on Stand-Alone Cost in Tests of Cross Subsidy [J]. *Economics Letters*, 1991,35(4):457–460.
- [41]Pless, J., and A. A. van Benthem. Pass -Through as a Test for Market Power:An Application to Solar Subsidies[J]. *American Economic Journal:Applied Economics*, 2019,11(4):367–401.
- [42]Qian, N. Missing Women and the Price of Tea in China: The Effect of Sex-Specific Earnings on Sex Imbalance[J]. *Quarterly Journal of Economics*, 2008,123(3):1251–1285.
- [43]Shi,K., B. Yu, C. Huang, J. Wu, and X. Sun. Exploring Spatiotemporal Patterns of Electric Power Consumption in Countries Along the Belt and Road[J]. *Energy*, 2018,150:847–859.
- [44]Shuai,C.,L. Shen,L. Jiao,Y. Wu, and Y. Tan. Identifying Key Impact Factors on Carbon Emission:Evidences

- from Panel and Time-Series Data of 125 Countries from 1990 to 2011[J]. Applied Energy, 2017,187:310–325.
- [45]Sijm, J., Y. Chen, and B. F. Hobbs. The Impact of Power Market Structure on CO₂ Cost Pass-Through to Electricity Prices under Quantity Competition—A Theoretical Approach[J]. Energy Economics, 2012,34(4):1143–1152.
- [46]Sijm, J., K. Neuhoff, and Y. Chen. CO₂ Cost Pass-Through and Windfall Profits in the Power Sector[J]. Climate Policy, 2006,6(1):49–72.
- [47]Wang, M., and P. Zhou. Does Emission Permit Allocation Affect CO₂ Cost Pass-Through? A Theoretical Analysis[J]. Energy Economics, 2017,66:140–146.
- [48]Wang, Q., X. Jiang, and R. Li. Comparative Decoupling Analysis of Energy-Related Carbon Emission from Electric Output of Electricity Sector in Shandong Province, China[J]. Energy, 2017,127:78–88.

Power Market Efficiency Evaluation and Carbon Market Price Design ——Estimation of Pass-Through Rate Based on the Perspective of Power-Carbon Market Correlation

LI Xing¹, LIU Zi-min², YANG Dan², WANG Dao-ping¹

(1. Institute of Finance and Economics, Shanghai University of Finance and Economics, Shanghai 200433, China;
2. College of Economics and Management, Southwest University, Chongqing 400716, China)

Abstract: It is important to clarify the relationship between the carbon market and the power market, and the price transmission between them. In order to improve the efficiency of the power market and achieve the carbon peaking and carbon neutrality goals, this paper improves the design of the carbon market price so that the power price includes the correct carbon cost. Based on the panel data of 100 cities at the prefecture level and above in China from 2006 to 2018, this paper uses a seemingly unrelated regression model to evaluate the efficiency of the power market. Furthermore, this paper estimates the pass-through rate of carbon cost to power prices under the conditions of the connection between power and carbon markets, and improve the design of carbon prices in the national carbon market under different scenarios. This paper finds that compared with non-pilot areas, the deadweight loss rate of the power market in the carbon market pilot areas is lower, and the optimization of the power price structure has a higher carbon emission reduction effect. After the power market and carbon market connected, the pass-through rate of carbon cost to residential power prices is higher than that of the industrial power prices, but both are much lower than that of carbon costs to power prices under perfect competition. The increase in pass-through rate can alleviate the contradiction between “power price cutting” and “carbon increasing”. The coordinated realization of the power market efficiency target and the carbon emission reduction target under the pass-through rate at this stage requires a substantial increase in the carbon price, and the optimal carbon price only needs to be set at about 40 yuan/ton under the ideal situation of full pass-through rate. In the long run, the optimal carbon price corresponding to the scenario of total carbon emission decline and the scenario of slowing economic growth under the current conductivity is 255.05 yuan/ton and 173.63 yuan/ton, respectively. This paper not only lays a theoretical foundation for the connection between the power market and the carbon market, but also provides a policy reference for the optimal design of the national carbon market price.

Key Words: market correlation; power market efficiency; pass-through rate; national carbon market; carbon price design

JEL Classification: L51 R38 Q56

[责任编辑:李鹏]